

2. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: «Недра», 1980. – 380 с.
3. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М.: «Инфра-Инженерия», 2010. – 432 с.
4. Ланчаков Г.А. Газогидродинамические исследования коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами / Ланчаков Г.А., Бердин Т.Г., Ли Г.С. – М.: «ИРЦ Газпром», 2001. – 46 с.
5. Р Газпром 086-2010: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. / ООО «Газпром экспо». – Москва, 2011. – 234 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Г.С. Няшина

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяной комплекс Российской Федерации является одним из наиболее важных элементов экономики страны. В его состав входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке, сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли функционируют около 28 крупномасштабных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн. т/год), мини-НПЗ и заводы по изготовлению масел. На территории страны пролегает около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов и 19,3 тыс. км нефтепродуктопроводов [1].

Предприятия нефтяного комплекса характеризуются присутствием пожаро-взрывоопасных продуктов и горючих жидкостей, что в совокупности с высокой степенью использования средств автоматизации, создают реальную опасность возникновения крупных техногенных аварий и катастроф. Как правило, они сопровождаются пожарами и взрывами [4].

Создание эффективной системы пожарной безопасности на производственных объектах нефтяной промышленности является необходимым условием функционирования подобных структур. Технологии в этой области постоянно совершенствуются, что позволяет отраслевым подразделениям обеспечить более надежный подход к эксплуатации оборудования, резко уменьшить количество аварий, вызванных глобальными пожарами или локальными возгораниями, и, самое главное, защитить персонал от несчастных случаев, влияющих не только на здоровье, но и их жизнь.

Для тушения пожаров на объектах промышленности, технологических установках и цехах по переработке горючих материалов и жидкостей, широко применяются системы пенного пожаротушения. Однако, исходя из методики получения рабочего раствора пенообразователя из пеноконцентрата, состоящей в строгом выдерживании процентного соотношения воды и соответствующего пеноконцентрата при их перемешивании, вытекает главный недостаток таких систем. Он заключается в том, что готовый водный раствор пенообразователя в резервуарах и в сети трубопроводов должен перемешиваться не реже одного раза в три месяца, что приводит к необходимости приобретения специального перемешивающего оборудования и возникновению дополнительных затрат электроэнергии. Также к недостаткам пенного пожаротушения можно отнести то, что в зависимости от химического состава пены, она не всегда бывает безвредной, и слив такой пены в канализацию невозможен. Необходима утилизация отходов после пожара, что затрудняет ее широкое распространение и повсеместное использование.

Наряду с пеной в настоящее время популярным средством пожаротушения стали современные системы, использующие тонкораспыленную воду [3]. Уникальные особенности таких систем сделали их почти идеальными для тушения пожаров. Самое главное достоинство установок пожаротушения тонкораспыленной водой – высокая огнетушащая эффективность при минимальных последствиях их применения для помещений и находящегося в них имущества. Тонкораспыленную воду можно назвать водяным туманом, который за 10–60 секунд обладает способностью ликвидировать очаги возгорания. Под влиянием высокой температуры открытого огня тонкораспыленная вода вскипает и облако водяного пара надежно перекрывает доступ кислорода к очагу возгорания. Благодаря высокой удельной теплоте парообразования 2256 кДж/кг – при кипении воды идет эффективный отбор тепла из зоны горения, что может привести к полному прекращению реакции горения. Кислородное изолирование за несколько секунд уменьшает силу огня, прекращает реакцию горения [7]. Практика и опыт тушения пожаров показывают, что пламенное горение большинства горючих материалов прекращается при снижении концентрации кислорода в воздухе помещения до 14–16%. После ликвидации пожара и отключении системы пожаротушения водяной туман облаком висит в помещении около 15 минут, предотвращая повторное возгорание. Температура опасной зоны уменьшается, так как кипение множества мельчайших водных частиц эффективно забирает тепло. В зоне пожара капли тонкораспыленной воды поглощают часть твердых частиц дыма. Это снижает опасность критического задымления помещения [6].

Для определения условий применимости тонкораспыленных водных потоков для тушения пожаров с типичными нефтепродуктами необходимы экспериментальные данные о макроскопических закономерностях испарения. Цель данной работы заключается в экспериментальном исследовании фазовых превращений капель распыленной воды при их движении в высокотемпературных продуктах сгорания нескольких наиболее распространенных жидких нефтепродуктов с использованием современных оптических методов цифровой «трассерной» визуализации и высокоскоростной видеорегистрации.

При проведении исследований использовался экспериментальный стенд, изображенный на рисунке 1. Цикл опытов включал в себя две серии. В первой серии экспериментов фиксировались видеокadres распыленной рабочей воды на входе в цилиндрические каналы с пламенами. Во второй серии регистрировались изображения капель после прохождения ими пламенной зоны горения. Процесс движения распыленной рабочей жидкости в высокотемпературной газовой среде регистрировался высокоскоростными видеокамерами с форматом изображения – 1024×1024 пикселей и частотой более 1000 кадров в секунду, а также кросскорреляционными камерами с форматом изображения – 2048×2048 пикселей, минимальной задержкой между двумя последовательными кадрами – не более 5 мкс. Видеозаписи передавались на рабочую станцию, где выполнялась их обработка при помощи программного комплекса «Тема Automotive».

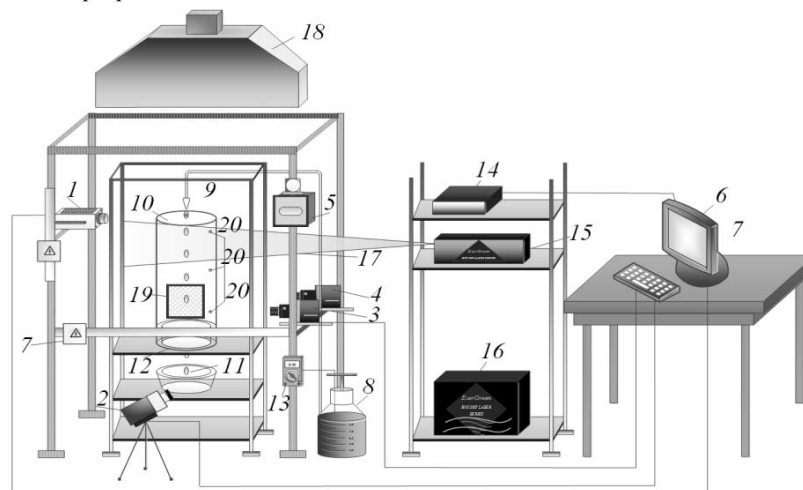


Рис.1 Схема экспериментального стенда: 1, 2 – высокоскоростные видеокамеры; 3, 4 – кросскорреляционные видеокамеры; 5 – осветительный прожектор; 6 – персональный компьютер; 7 – моторизированное координатное устройство; 8 – ёмкость с водой; 9 – дозатор; 10 – цилиндр; 11 – уловитель капель; 12 – полый цилиндр с горючей жидкостью; 13 – мультиметр; 14 – синхронизатор; 15 – лазер; 16 – генератор лазерного излучения; 17 – световой нож; 18 – нагнетательная система; 19 – диффузионный экран; 20 – термометры

В качестве горючих жидкостей в экспериментах с распыленными водяными потоками использовались следующие наиболее широко распространенные жидкие нефтепродукты: бензин (АИ-92), керосин (ТС-1), технический ацетон (ГОСТ 2768-84), технический спирт (ГОСТ Р 52574-2006), а также нефть различных марок.

Для измерения размеров капель тонкораспыленной воды использовались методы IPI и SP. Метод IPI основан на измерении диаметра капли по расстоянию между полосами на интерференционной картине, формируемой отраженным и однократно преломленным каплей светом. Метод SP основан на регистрации теневой фотографии объекта, имеющего коэффициент преломления, отличный от окружающей его среды. Для измерения скоростей движения капель использовались методы PIV, Stereo PIV, PTV. Данные методы базируются на определении перемещений специальных частиц – «трассеров» за фиксированный временной интервал (время между вспышками лазера). В качестве «трассирующих» частиц в воду непосредственно перед проведением экспериментов добавлялись специальные полиамидные люминесцентные частицы (размер частиц – 1–5 мкм). Применение методов PIV и Stereo PIV позволяло получать осредненные двух- и трехкомпонентные поля скоростей капельного и газового потоков [5,8].

В результате исследований был получен ряд зависимостей. На рисунке 2 представлена зависимость параметра, характеризующего изменение размеров капель воды при движении через высокотемпературную газовую среду ΔR от начальной температуры жидкости. Посредством варьирования начальной температуры T_w капель распыленной воды установлено, что в независимости от типа продуктов сгорания увеличение начальной температуры воды даже в пределах 10 К способно до двух раз увеличить интенсивность процесса испарения капель. Установлено, что с ростом начальных размеров R_m капель распыленной воды от 0,05 мм до 0,35 мм выявленный эффект незначительно ослабевает.

Ниже приведена зависимость параметра ΔR от начальных размеров капель. В этом случае можно сделать вывод, что тонкораспыленная вода за счет сокращения времени испарения, увеличения коэффициента теплопередачи и абсорбционной способности с уменьшением диаметра капли более пригодна для тушения, чем грубораспыленная вода.

Помимо начальных температур и размеров на интенсивность испарения также оказывает влияния тип горючего вещества. Как видно из рисунков, в продуктах сгорания бензина капли испаряются намного интенсивнее, чем в случае сжигания технического спирта. Данное явление можно объяснить тем, что наибольшая температура продуктов сгорания принадлежит бензину, максимум температур для которого достигает 1906 К. Ацетон и керосин горят с несколько меньшей интенсивностью, их температуры не превышают

1744 К и 1738 К, соответственно, что на 150–200 градусов меньше температур продуктов сгорания бензина. Спирт обладает наименьшей температурой продуктов сгорания, которая не превышает 1150 К [2].

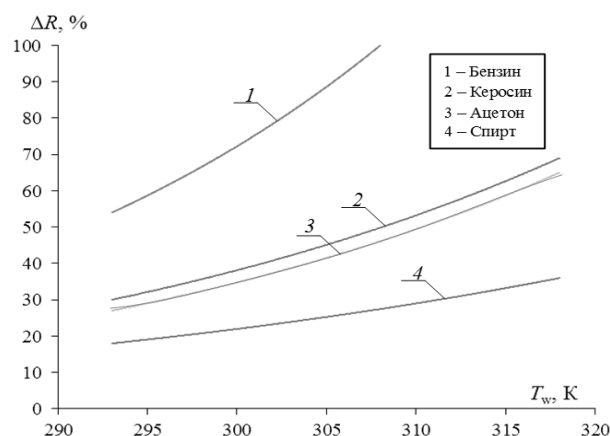


Рис.2 Зависимость параметра ΔR от начальной температуры T_w каплей распыленной воды при прохождении продуктов сгорания типичных нефтепродуктов при $U_m \approx 2$ м/с, $R_m = 0,25$ мм

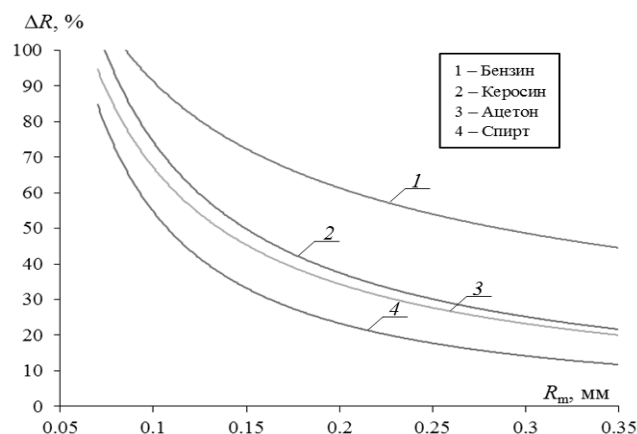


Рис.3 Зависимость параметра ΔR от начального размера R_m каплей распыленной воды при прохождении продуктов сгорания типичных нефтепродуктов при $U_m \approx 2$ м/с, $T_m = 293$ К

Выполненные экспериментальные исследования позволяют получить довольно хорошую корреляцию зависимостей интегрального параметра ΔR для каплей воды от определяющих факторов для продуктов сгорания большой группы типичных жидких горючих веществ. Проведенные исследования показали возможность использования установок пожаротушения на основе тонкораспыленной воды для нескольких типичных горючих жидкостей.

Исследования выполнены за счет средств гранта РНФ 14-39-00003.

Литература

1. Баширов М.Г., Юмагузин У.Ф., Талаев В.Л. Оценка технического состояния оборудования предприятий нефтегазовой отрасли на основе применения техноценнологического метода // Нефтегазовое дело. – 2012. – №5. – С. 293 – 302.
2. Волков Р.С., Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование основных характеристик «циклов деформации» водяных каплей в процессе их движения через газовую среду // Известия вузов. Физика. – Томск, 2014. – № 8/2. – С. 35 – 39.
3. Корольченко Д.А. Условие тушения горючих жидкостей распыленной водой // Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – Т. 21. – № 6. – С. 74 – 76.
4. Хасан М.А., Самсонова В.А., Хуснияров М.Х. Определение факторов оценки соответствия предприятий нефтепродуктообеспечения требованиям промышленной безопасности // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 214 – 220.
5. Hadad T., Gurka R. Effects of particle size, concentration and surface coating on turbulent flow properties obtained using PIV/PTV // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2013. – Vol. 45. – P. 203 – 212.
6. Meenakshi Gupta, R. Rajora, S. Sahai, R. Shankar, Anjan Ray, S.R. Kale, Experimental evaluation of fire suppression characteristics of twin fluid water mist system // Fire Safety Journal. – 2012. – V. 54. – P. 130 – 142.

7. Xiangyang Zhou, Stephen P. D'Aniello, Hong-Zeng Yu., Spray characterization measurements of a pendent fire sprinkler // Fire Safety Journal. – 2012. – V. 54. – P. 36–48.
8. Young C.N., Johnson D.A., Weckman E.J. A Model-Based Validation Framework for PIV and PTV // Experiments in Fluids. – 2004. – Vol. 36. – № 1. – P. 23–35.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

А.В. Саранча, В.А. Огай, А.И. Подшивалов

Научный руководитель доцент А.В. Саранча

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Промышленная добыча сеноманского газа началась в 1972 году с ввода в разработку Медвежьего месторождения. В 1992 году добыча газа из сеноманских залежей достигла своего исторического максимума и составила 511 млрд. м³. В последующие годы в эксплуатацию были введены еще 10 крупных месторождений. Однако в результате истощения пластовой энергии годовые отборы снизились до 431 млрд. м³ в 2010 году, что составляет около 80 % от суммарной добычи на территории России [6]. На сегодняшний день наиболее крупные и уникальные сеноманские газовые залежи находятся на стадии разработки, характеризуемой падением добычи газа и активным внедрением пластовой воды в скважины. К геолого-техническим мероприятиям по поддержанию режима работы самозадавливающихся скважин относятся: капитальный ремонт скважин с креплением призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы, периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу, обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами, замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра, применение плунжерного лифта и концентрического лифта, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, применение модульных компрессорных установок [2].

Наиболее перспективным решением по эксплуатации скважин на завершающем этапе разработки сеноманских залежей является ввод в узловые точки системы сбора газа мобильных компрессорных установок (МКУ), которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС. МКУ базируется на общей стальной раме с внешними блочными устройствами. Работа установки происходит без присутствия обслуживающего персонала. МКУ способны продлить эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,1 МПа, что позволит продолжить рентабельную добычу газа и достичь максимальной газоотдачи залежи. В 2011 году на Вынгапуровском месторождении был запущен пилотный проект по вводу МКУ в рамках опытно-промышленной эксплуатации. В марте 2015 года ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подписало договор о приобретении семи установок. Это позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г. По последним данным, публикуемым специалистами ПАО «Газпром», вносятся корректировки в проектно-технические документы по разработке месторождения с учётом внедрения МКУ, что позволит увеличить значение накопленного отбора газа из сеноманской залежи Ямбургского месторождения на 8 % [4].

На Вынгапуровском газовом промысле эксплуатируются МКУ-450 производства Siemens Nederland N.V. Важно отметить, что отечественные машиностроительные предприятия обладают опытом изготовления МКУ [4]. В связи с принятым высшим руководством России экономическим курсом импортозамещения, многие отечественные нефтегазовые компании переходят на технологии и оборудование отечественных производителей. Учитывая вышеупомянутые факторы предлагается внедрение отечественных МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1, продукта ОАО «Казанькомпрессормаш», на кусту скважин Вынгапуровского месторождения. Данная установка по технологическим и эксплуатационным параметрам идентична МКУ-450 Siemens Nederland N.V., но при этом имеет более низкую закупочную стоимость, чем зарубежный аналог. Компрессорные установки серии ТАКАТ эффективно эксплуатируют на своих месторождениях ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Сургутнефтегаз». Рассмотрено гипотетическое внедрение МКУ ТАКАТ в газосборную систему пяти скважин Вынгапуровского месторождения, по аналогии с уже имеющимся опытом внедрения МКУ на этом месторождении. Газ с устьев скважин № 207, 179, 208, 117, 167 предварительно будет подвергаться компримированию в МКУ (рисунок 1).

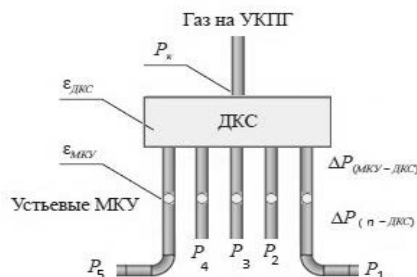


Рис.1 Предполагаемое теоретическое размещение МКУ на приеме газа со скважин № 207, 179, 208, 117, 167.

P_k – давление компримированного газа (8 МПа); $\Delta P_{(МКУ-ДКС)}$ – перепад давлений между МКУ и ДКС;
 P_1, P_2, \dots – давление на устьях скважин; $\Delta P_{(п-ДКС)}$ – перепад давлений между устьем и ДКС; $\varepsilon_{ДКС}$, $\varepsilon_{МКУ}$ – отношение давлений компрессорного оборудования МКУ и ДКС соответственно